

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ С
ПРИМЕНЕНИЕМ РАЗЛИЧНЫХ ГЛИКОЛЕЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СЕВЕРА**

И.А. Лиинтин

Научный руководитель - профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Природный газ является смесью углеводородов с различными примесями. Помимо примесей, в сыром газе, добываемом из скважины, всегда присутствует влага в виде растворенных паров. Надежность эксплуатации оборудования установки комплексной подготовки газа (УКПГ), безгидратная транспортировка газа, в следствии которой, могут меняться термобарические параметры транспортируемой продукции, выдвигают определенные требования к качеству транспортируемого газа. Данные требования отражаются в [6], главные из них это точка росы по воде (ТТРв) и точка росы по углеводородам (ТТРу). Подача природного газа без предварительной очистки и осушки в систему газопроводов может приводить к образованию и скапливанию жидкости, что в свою очередь может приводить к образованию газогидратов, осаждению твердых веществ на стенках газопровода и его закупорки [2-3].

Целью данной работы является: рассмотреть эффективность различных осушителей, таких как триэтиленгликоль (ТЭГ) и диэтиленгликоль (ДЭГ) в условиях установки комплексной подготовки газа на северных месторождениях (ЯНАО). Для осуществления данной задачи был использован программный комплекс для технологического моделирования «Honeywell UniSim Design Suite» (США). Для оценки эффективности абсорбентов с высокой точностью, будут использоваться следующие показатели: расход осушителя, точка росы по воде (ТТРв), концентрация осушителя, концентрация регенерированного осушителя.

Помимо этих критериев будут использоваться дополнительно: величина уноса абсорбента и стоимость абсорбента. В программе Unisim Design разработана моделирующая схема абсорбционной осушки на основе технологии используемой на Ямбургском НГКМ [4]. Компонентный состав потока газа в моделирующей среде имеет аналогичный состав природного газа, поступающего на УКПГ - Ямбургского НГКМ (табл. 1).

Таблица 1

Исходный состав газа

Компонент	% объемные
CH ₄	98,3
C ₂ H ₆	0,19
C ₃ H ₈	0,18
C ₄ H ₁₀	0,012
CO ₂	0,028
N ₂	1,25
He	0,013
H ₂	0,027

Содержание влаги в смеси составляет около 0,5-0,6 г/м³. Так же хотелось бы отметить, что на практике используют не чистые химические вещества, а их водные растворы.

Точка росы по воде (ТТРв) является одним из важных параметров, которому должен удовлетворять природный газ, который транспортируют по магистральному газопроводу. Точка росы, как было сказано ранее, отражается в отраслевом стандарте Газпром [6] и составляет в зимнее время не выше минус 20 градусов, а в летний период не выше минус 14 градусов.

Для установления эффективности процесса осушки природного газа была рассмотрена технология абсорбционной осушки с применением триэтиленгликоля (ТЭГ) и диэтиленгликоля (ДЭГ) [5].

Поскольку Ямбургское месторождение в настоящее время находится на стадии падающей добычи, значит на его газовых промыслах уже имеются обустроенные цеха подготовки природного газа. Следовательно, моделирование процессов осушки проводилось на абсорберах, которые уже используются на газовых промыслах месторождения.

Параметры абсорбера: диаметр 1,8 м и высота 14,3 м, состоит из 3-х функциональных секций:

- ✓ сепарационная, где происходит отделение газа от конденсата и пластовой воды;
- ✓ массообменная, где происходит поглощение компонентов из газовых смесей жидким поглотителем (абсорбентом);
- ✓ фильтрующая, где происходит очистка газа от абсорбента, уносимого из массообменной секции.

В программной среде Unisim Design Suite была построена модель процесса абсорбционной осушки газа, расчет осушителя, который необходим для процесса осушки и определение точки росы по воде для природного газа, который подготовлен для дальнейшей транспортировки.

В программе было проведено технологическое моделирование процесса абсорбции, рассчитано количество абсорбента, которое необходимо для осушки и определены температуры точки росы по влаге для конечного продукта. Результаты, полученные при моделировании, представлены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты проведенного исследования

Вид осушителя	Период	Расход гликоля		Потери гликоля		Температура точки росы, °С
		кг/ч	м³/ч	кг/ч	т/г	
Диэтиленгликоль	зима	6150	5,5	9,47	79	-22.63
	лето					-19.78
Триэтиленгликоль	зима	1630	1,6	2,94	26	-43.89
	лето					-23.95

Эффективность работы (использования) абсорбента оценивалась по нескольким параметрам таким как:

- ✓ температура точки росы, которая регламентируется отраслевым стандартом СТО Газпром 089-2010;
- ✓ экономические затраты, которые зависят от потерь абсорбента и его расхода, который необходим для осушки.

Рассматривая полученные данные (таблица 2), можно отметить следующее:

температура точки росы при использовании обоих осушителей соответствует требованиям СТО Газпром;

- ✓ по расходу и потерям осушителя в зимний и летний период времени, преимущество будет иметь ТЭГ;
- ✓ с точки зрения экономических затрат, преимущество будет иметь так же ТЭГ, ввиду меньшего расхода и потерь осушителя [1,7].

Поскольку расчеты проводились для промыслов, где уже используются абсорберы, то экономических затрат на обустройство промысла не потребуется.

С точки зрения экономии денежных средств:

При стоимости ДЭГ 65000 р/т и потерях 79 т/год, затраты на восполнение составят примерно:

$$79 * 65000 = 5\,135\,000 \text{ руб.} = 5,2 \text{ млн руб.}$$

При стоимости ТЭГ 98000 р/т и потерях 26 т/год, затраты на восполнение составят примерно:

$$26 * 98000 = 2\,548\,000 \text{ руб.} = 2,6 \text{ млн руб.}$$

Таким образом, использование ТЭГ позволит экономить 2,6 млн. рублей в год. Так же с точки зрения технологических показателей, ТЭГ явно превосходит над ДЭГ, что подтверждается так же проведенным анализом.

Литература

1. Гухман Л.М. Подготовка газа северных газовых месторождений к дальнему транспорту. –Л.:Недра, 2008.- 161с.
2. Джалилова С.Н., Ушева Н.В., Ерофеев В.И. Исследование и корректировка технологических режимов процессов подготовки нефтяного сырья. Успехи современного естествознания. 2017. № 4. С. 19-23.
3. Ерофеев В.И. Проблемы и перспективы развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России. В сб.: Проблемы геологии и освоения недр. Труды XVII межд. симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 150-летию со дня рождения академика В.А. Обручева и 130-летию академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. 2013. Т.2. С. 44-47.
4. Кемпбел Д.М. Очистка и переработка газов.: пер. с англ. / Д.М. Кемпбел. – М.: Недра, 1977 – 349 с.;
5. Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования – М.: Недра, 2000. - 274 с.
6. СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия». – М.: ОАО «Газпром», 2010. - 19 с.
7. Технология переработки природного газа и конденсата: Справочник: в 2 ч. – М.: Недра, 2002. – Ч.1 – 517 с.